

На правах рукописи



МАРТЮШЕВ ДМИТРИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА
ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ**

Специальность 25.00.12 – Геология, поиски и разведка
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Пермь – 2018

Работа выполнена на кафедре «Нефтегазовые технологии» ФГБОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

Научный руководитель: **Мордвинов Виктор Антонович**,
кандидат технических наук, доцент, профессор
кафедры «Нефтегазовые технологии» ФГБОУ ВО
«Пермский национальный исследовательский
политехнический университет» (г. Пермь)

Официальные оппоненты: **Губина Августа Ивановна**,
доктор геолого-минералогических наук, главный
геолог Пермского инженерно-технического центра
«Геофизика» (г. Пермь)

Чижов Александр Петрович,
кандидат технических наук, ведущий научный
сотрудник лаборатории технологий воздействия на
пласт Государственного автономного научного
учреждения «Институт нефтегазовых технологий и
новых материалов Республики Башкортостан»
(г. Уфа)

Ведущая организация: ПАО «Пермнефтегеофизика» (г. Пермь)

Защита состоится «___» _____ 2018 года в ___ часов на заседании диссертационного совета Д 999.207.02 в ФГБОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет» по адресу: 614990, г. Пермь, ул. Букирева 15, зал заседаний Учёного совета.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет» по адресу: 614990, г. Пермь, ул. Букирева 15.

Электронная версия автореферата размещена на официальном сайте ВАК при Министерстве образования и науки РФ: vak.ed.gov.ru/vak и на сайте ФГБОУ ВО «Пермский государственный национальный исследовательский университет»: www.psu.ru.

Автореферат разослан «___» _____ 2018 года.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук

О.Ю. Мещерякова

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследований. Актуальность диссертационного исследования определяется тем, что большинство карбонатных залежей нефтяных месторождений Верхнего Прикамья, приуроченных к рифовым структурам, относится к коллекторам трещинно-порового типа. При разработке таких сложнопостроенных объектов продуктивность скважин зависит от раскрытости и проницаемости трещин, их относительной емкости и взаимной сообщаемости между трещинами и матрицей, от азимутального распространения естественных трещин по площади залежей. Указанные параметры и факторы по разному проявляются на отдельных участках залежей в процессе их разработки, зависят от литологии пластов, изменения отношения пластовых и забойных давлений к боковому горному давлению, определяя тем самым сложный характер динамики продуктивности скважин.

Определению и оценке параметров трещин, их изменению при разработке нефтяных залежей посвящено незначительное количество работ. В этой связи вопросы оперативной оценки параметров естественных трещин и коэффициентов продуктивности добывающих скважин, возможности их прогнозирования в процессе разработки нефтяных месторождений на территории Верхнего Прикамья являются одними из актуальных и приоритетных.

Объект исследования. Объектом исследования являются трещинно-поровые карбонатные коллекторы турнейско-фаменских отложений нефтяных месторождений Верхнего Прикамья (Гагаринское и Озерное месторождения).

Предмет исследования. Параметры естественной трещиноватости для различных литолого-фациальных зон карбонатных коллекторов при разработке Гагаринского и Озерного месторождений.

Цель диссертационной работы. Повышение эффективности геологического обеспечения разработки нефтяных залежей в трещинно-поровых карбонатных коллекторах.

Идея диссертационной работы. Повышение эффективности разработки нефтяных залежей с карбонатными коллекторами будет обеспечено за счет повышения уровня информативности геологического обеспечения разработки на основе системы эмпирических зависимостей для оценки и прогнозирования параметров трещиноватости и коэффициентов продуктивности добывающих скважин, а также за счет обоснования выбора кислотных составов для добывающих скважин и композиции для выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин.

Основные задачи исследований

1. На основе комплексного анализа и обобщения результатов лабораторных исследований керна, геофизических и гидродинамических исследований скважин повысить уровень информативности о зонах распространения и параметрах трещиноватости карбонатных коллекторов при геологическом обеспечении разработки нефтяных залежей.

2. Разработать и обосновать систему эмпирических зависимостей для оценки изменения параметров трещиноватости и продуктивности добывающих скважин в процессе разработки нефтяных залежей с карбонатными коллекторами.

3. Выполнить лабораторные исследования и обосновать выбор эффективных кислотных составов для повышения продуктивности добывающих скважин и композиции для выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин при разработке нефтяных залежей с карбонатными коллекторами.

Методы решения поставленных задач

Решение поставленных задач осуществлялось с использованием лабораторных, геофизических и гидродинамических методов исследований пластов и скважин. Обработка данных исследований производилась с помощью современных компьютерных технологий с учетом известных закономерностей.

Научная новизна

1. Впервые для турнейско-фаменских отложений Гагаринского и Озерного нефтяных месторождений определены относительная емкостная характеристика трещин и коэффициенты перетока между трещинами и матрицей, а также их динамика при снижении забойных и пластовых давлений в процессе разработки залежей.

2. Установлена зависимость параметров трещиноватости и продуктивности добывающих скважин от изменения пластовых и забойных давлений при разработке нефтяных залежей с карбонатными коллекторами трещинно-порового типа в условиях Гагаринского и Озерного месторождений.

3. Установлены особенности кислотного воздействия на карбонатные породы с различными минералогическим составом и структурой порового пространства в трещинно-поровых коллекторах Гагаринского и Озерного месторождений.

Практическая значимость работы

1. Создана основа для более эффективного проектирования и управления процессом нефтеизвлечения за счет повышения уровня информативности геологического обеспечения разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа.

2. Полученная система эмпирических зависимостей параметров трещиноватости и продуктивности добывающих скважин от изменения пластовых и забойных давлений повышает уровень информативности геологического обеспечения разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах.

3. Обоснование выбора кислотных составов для увеличения продуктивности добывающих скважин и разработка композиции для выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин обеспечит повышение эффективности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах.

4. Материалы диссертационной работы внедрены в учебный процесс, используются при чтении лекций и выполнении практических занятий в Пермском национальном исследовательском политехническом университете.

Основные защищаемые положения

1. Разработан и обоснован подход, обеспечивающий повышение уровня информативности геологического обеспечения разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах, основанный на оценке параметров трещиноватости и зон ее распространения в процессе изменения пластовых и забойных давлений.

2. Разработана и обоснована система эмпирических зависимостей для оценки и прогнозирования средней раскрытости и относительной емкости трещин, коэффициентов перетока между матрицей и трещинами, а также продуктивности добывающих скважин в процессе разработки нефтяных залежей с карбонатными коллекторами.

3. Обоснован выбор кислотных составов для увеличения продуктивности добывающих скважин и композиции для выравнивания профилей приемистости в нагнетательных скважинах при разработке нефтяных залежей с карбонатными коллекторами.

Фактический материал

При выполнении диссертационной работы использованы следующие основные материалы по турнейско-фаменским залежам Гагаринского и Озерного месторождений:

- литолого-фациальные модели карбонатных залежей;
- исходные данные по 630 кривым восстановления давления добывающих скважин;
- исходные данные по кривым падения давления, индикаторным диаграммам, потокометрическим исследованиям и специальным геофизическим исследованиям добывающих скважин, а также привлечены материалы гидропрослушивания и трассерных исследований пластов;

- данные изучения полноразмерного кернового материала и шлифов горных пород;
- данные о работе добывающих скважин за весь период их эксплуатации.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на: VII и VIII всероссийских конференциях «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г. Пермь, 2014, 2015 гг.), всероссийской с международным участием научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии-нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2014 г.), III международной конференции «Инновационные процессы в исследовательской и образовательной деятельности» (г. Пермь, 2014 г.), III конкурсе филиала «ПермНИПИнефть» на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов (г. Пермь, 2013 г.), научно-технической конференции молодых работников ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (г. Пермь, 2015, 2016 г.г.), II всероссийской молодежной научной технико-технической конференции нефтегазовой отрасли «Молодая нефть» (г. Красноярск, 2015 г.), 9 международной научно-технической конференции (посвящённой 100-летию со дня рождения Протожанова Александра Константиновича) «Геология и нефтегазоносность западно-сибирского мегабассейна (опыт, инновации)» (г. Тюмень, 2014 г.).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 15 научных работ, в том числе 11 статей в изданиях, входящих в перечень ВАК Министерства образования и науки РФ, получен 1 патент РФ.

Структура и объем диссертационной работы

Диссертация состоит из введения, 5 глав и заключения, изложенных на 152 страницах машинописного текста, содержит 85 рисунков, 35 таблиц и список использованной литературы из 124 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приводится общая характеристика работы, обосновывается ее актуальность, определяются цель, идея, задачи и методы их решения, сформулированы защищаемые положения, научная новизна и практическая значимость.

В первой главе отмечено, что в мире наблюдается тенденция к снижению добычи нефти из терригенных коллекторов, так как крупные месторождения в значительной мере выработали свой ресурс, что ведет к все большему вовлечению в разработку трудноизвлекаемых запасов

углеводородов, сосредоточенных преимущественно в карбонатных коллекторах.

Охарактеризованы основные параметры трещинно-поровой среды, которым необходимо уделять наибольшее внимание при разработке карбонатных коллекторов, и методы их определения. Установлено, что для надежного определения параметров естественной трещиноватости необходима комплексная оценка по керну в сочетании с результатами компьютерной обработки данных геофизических и гидродинамических исследований скважин. Следует отметить, что в настоящее время используемые для изучения трещиноватости коллекторов методы ограничиваются исследованиями керна совместно со стандартным комплексом геофизических исследований скважин (ГИС). Также отмечено, что снижение забойных и пластовых давлений приводит к деформации (смыканию) естественных трещин и, как следствие, к снижению продуктивности и производительности добывающих скважин.

Во второй главе приведена геолого-физическая характеристика турнейско-фаменских карбонатных залежей Гагаринского и Озерного месторождений, отличающихся от других месторождений на территории Верхнего Прикамья наличием 4 литолого-фациальных зон (выделены И. С. Путиловым) с различной степенью естественной трещиноватости. Рядом исследователей (В. Д. Викторин, С. О. Денк и др.) выявлено, что естественный фон трещиноватости нефтяных месторождений на территории Верхнего Прикамья является более интенсивным, чем в других районах Пермского края.

Отмечено, что турнейско-фаменские залежи Гагаринского и Озерного месторождений имеют сложное геологическое строение и выделяются два типа коллекторов, различающиеся фильтрационно-емкостными свойствами, обусловленными различными условиями осадконакопления: один характеризуется как ***трещинно-поровый, обладающий открытой естественной трещиноватостью*** (зона верхнего тылового шлейфа – обладает лучшими коллекторскими свойствами), другой как ***трещинно-поровый, обладающий естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами, переходящий в поровый*** (зоны нижнего тылового шлейфа, биогермного ядра и рифового склона) (рис. 1).

В третьей главе представлены результаты обработки данных лабораторных и промысловых исследований для оценки параметров естественных трещин и их изменения в процессе разработки турнейско-фаменских залежей Гагаринского и Озерного месторождений.

Лабораторные исследования ориентированного кернового материала и шлифов горных пород позволили установить северо-западное и юго-восточное азимутальные направления естественной трещиноватости, а

также определить среднюю раскрытость естественных трещин, которая находится, в основном, в диапазоне от 20 до 40 мкм [1].

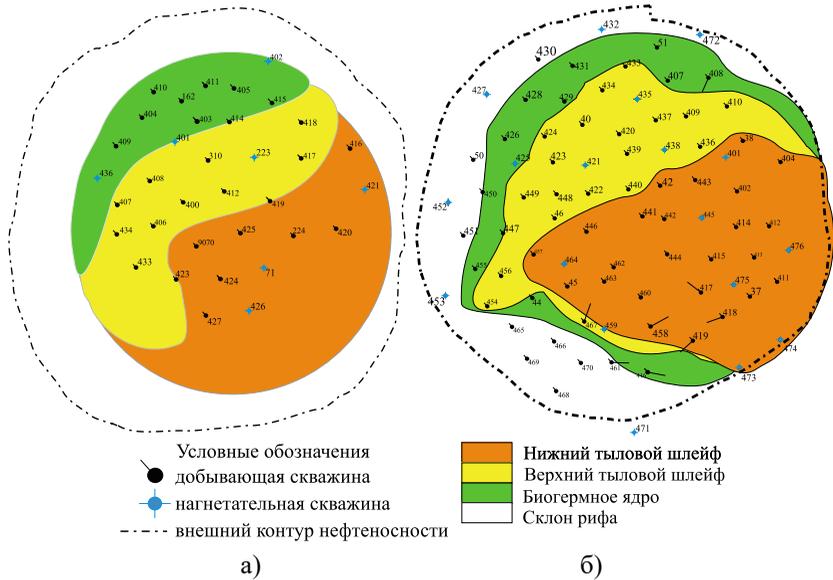


Рис. 1. Литолого-фациальная схема турнейско-фаменских отложений:
 а) Гагаринское месторождение; б) Озерное месторождение

Полученные данные об азимутальной направленности естественной трещиноватости были подтверждены результатами интерпретации данных геофизических исследований скважин (волновой и кросс-дипольный акустический каротаж). Результаты обработки данных электрического микросканирования скважин (ЭМС) подтвердили наличие зон коллекторов, обладающих открытыми естественными трещинами и трещинами, частично залеченными вторичными минералами.

Проведенный анализ потокометрических исследований скважин позволил установить, что основной приток нефти в коллекторах трещинно-порового типа, обладающих открытой естественной трещиноватостью, происходит из пропластков с пористостью менее 5%, которые не выделяются по данным геофизических исследований (по данным ГИС являются непродуктивными пропластками). Снижение забойного давления приводит к уменьшению числа пропластков с притоком жидкости из-за смыкания естественных трещин, уменьшаются продуктивность и производительность скважин. В коллекторах, которые характеризуются естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными

минералами, приток флюида происходит из пропластков, обладающих пористостью более 5% и все они выделяются по данным ГИС.

Результаты обработки индикаторных диаграмм по скважинам, дренирующим коллекторы с открытой трещиноватостью, позволили установить, что значительное снижение дебита происходит уже при давлениях выше давления насыщения нефти газом, что указывает на происходящие в пласте деформации (смыкание трещин); на индикаторных диаграммах, которые получены в скважинах, расположенных в коллекторах с залеченной трещиноватостью, участок до давления насыщения нефти газом характеризуется линейной зависимостью, указывающей на поровый тип коллектора [2].

Гидродинамические исследования скважин (ГДИ) с трещинно-поровым типом коллектора характеризуются особым видом кривой восстановления давления, на которой выделяются две параллельные линии вместо одной, как это наблюдается в пластах порового типа. Обработка данных ГДИ методом Уоррена-Рута позволила оценить среднюю раскрытость естественных трещин, которая коррелирует с данными, полученными по керновому материалу; коэффициенты перетока между матрицей и трещинами; относительную емкость трещин [3].

В ходе выполнения диссертационной работы установлено [4], что наиболее интенсивный массообмен между матрицей и трещинами по турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения характерен для зоны коллектора с открытой естественной трещиноватостью (зона верхнего тылового шлейфа). Снижение давлений приводит к существенному уменьшению размеров зон с интенсивным массообменом в системе «матрица – трещины», что связано с деформационными процессами, происходящими в пласте и, как следствие, снижением его фильтрационных характеристик (рис. 2). Важно отметить, что в процессе разработки залежи со снижением забойного давления в литолого-фациальных зонах коллектора происходит инверсия коэффициентов перетока, что проиллюстрировано на рисунке 2 (б). Как следует из анализа представленных на рисунке 2 схем, через пять лет разработки значения коэффициентов перетока существенно уменьшились для всех участков залежи. По Гагаринскому месторождению схема изменения коэффициентов перетока по площади не была построена ввиду малого количества КВД в начальный период эксплуатации.

Установлено, что при обработке данных гидродинамических исследований на кривых восстановления давления не всегда выделяются переходный участок и точки перегиба из-за неточностей замера и малой величины перегиба. В случаях, когда условия пласта не соответствуют

модели Уоррена-Рута, возможно использование для обработки КВД модели Полларда.

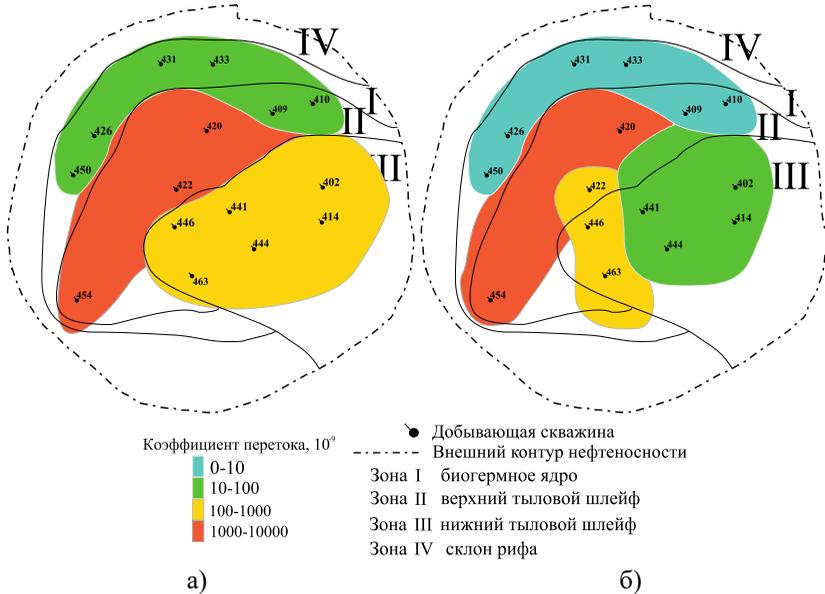


Рис. 2. Схема изменения коэффициентов перетока по площади турнейско-фаменской залежи Озерного месторождения:

а) в начальный период разработки; б) через 5 лет эксплуатации

Используя комплексный подход, включающий ранговые корреляции Спирмена и Кендалла, интерпретацию данных гидропрослушивания и трассерных исследований, подтверждено наличие литолого-фациальных зон с различными параметрами трещиноватости в турнейско-фаменских залежах Гагаринского и Озерного месторождений и сделан вывод о том, что максимальное взаимодействие между нагнетательными и добывающими скважинами отмечается при размещении их в пределах одной фациальной зоны, связь между скважинами, расположенными в разных фациальных зонах, слабая или отсутствует совсем (рис. 3) [5]. Стоит отметить, что сильная гидродинамическая связь между нагнетательными и добывающими скважинами наблюдается в основном в зоне верхнего тылового шлейфа, характеризующегося наибольшими фильтрационно-емкостными свойствами в исходном состоянии залежи, в зонах нижнего тылового шлейфа, биогермного ядра и рифового склона отмечается умеренная либо слабая связь, обусловленная низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов.

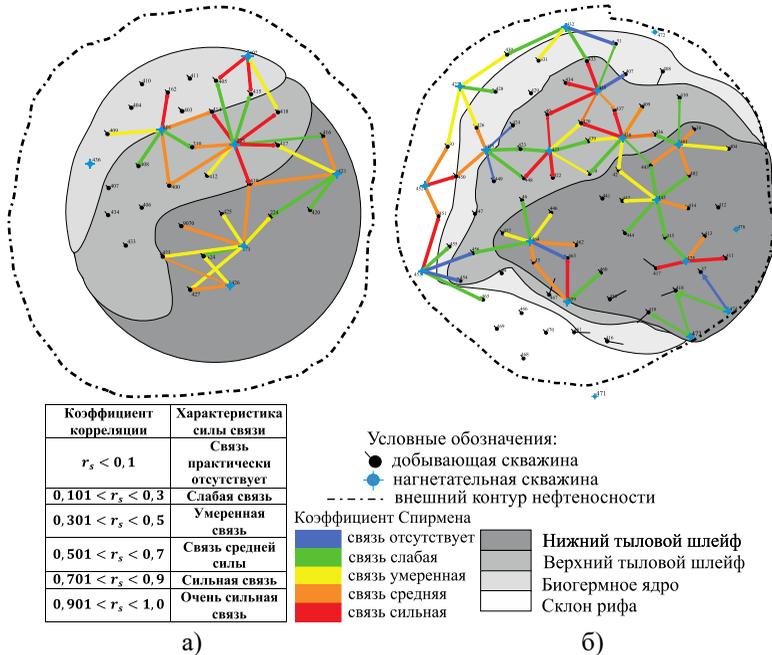


Рис. 3. Схема взаимодействия скважин, совмещённая с литолого-фашиальным районированием:

а) Гагаринское месторождение; б) Озерное месторождение

Программный продукт SAPHIR при обработке данных ГДИ не всегда позволяет выделить естественную трещиноватость; используемая модель двойной пористости позволяет оценить только коэффициенты перетока между матрицей и трещинами и относительную емкость трещин, но не определяет раскрытость трещин, пористость и проницаемость трещинной среды. Использование программного продукта SAPHIR для определения параметров естественной трещиноватости не дает устойчивых результатов и требует большого количества исходной информации по скважине для получения достоверных характеристик пласта.

По результатам проведенных исследований установлено, что комплексный анализ данных исследований кернового материала, геофизических и гидродинамических исследований скважин обеспечивает высокую информативность при изучении естественной трещиноватости карбонатных коллекторов [7]. При определении параметров естественных трещин наиболее достоверными являются гидродинамические методы исследования скважин, интерпретированные с применением метода Уоррена-Рута.

В четвертой главе представлена полученная система эмпирических зависимостей для оперативной оценки и прогнозирования параметров естественной трещиноватости и коэффициентов продуктивности скважин в процессе разработки Т-Фм залежей Гагаринского и Озерного месторождений.

Динамика основных параметров трещиноватости при снижении забойных давлений представлена на рисунках 4-6, где ω – относительная емкость трещин, λ – коэффициент перетока между матрицей и трещинами, $W_{\text{тек}}$ – текущая средняя раскрытость естественных трещин, $P_{\text{пл0}}$ – начальное пластовое давление.

Для зоны коллектора с открытой естественной трещиноватостью наблюдается наличие трех стадий изменения основных параметров трещиноватости при снижении забойного давления, которые описываются следующими уравнениями:

$$\begin{aligned} W_{\text{тек}} &= (2,545 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 1,31) \cdot W_{\text{нач}} \text{ при } 0,71 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9 \text{ [мкм]} \\ W_{\text{тек}} &= (1,11 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 0,26) \cdot W_{\text{нач}} \text{ при } 0,41 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,7 \text{ [мкм]} \\ W_{\text{тек}} &= (0,62 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 0,032) \cdot W_{\text{нач}} \text{ при } 0,1 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,4 \text{ [мкм]} \\ \omega &= (0,553 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 0,133) \cdot W_{\text{нач}} \text{ при } 0,71 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9 \text{ [д. ед.]} \\ \omega &= (0,3 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} + 0,02) \cdot W_{\text{нач}} \text{ при } 0,41 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,70 \text{ [д. ед.]} \quad (1) \\ \omega &= (0,229 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} + 0,053) \cdot W_{\text{нач}} \text{ при } 0,1 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,4 \text{ [д. ед.]} \\ \lambda &= (13216 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 7150,7) \cdot 10^{-9} \text{ при } 0,71 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9 \\ \lambda &= (4567,7 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 1103,5) \cdot 10^{-9} \text{ при } 0,41 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,70 \\ \lambda &= (3775,5 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 616,1) \cdot 10^{-9} \text{ при } 0,1 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,4 \end{aligned}$$

Для зон с естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами:

$$\begin{aligned} W_{\text{тек}} &= (0,665 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} + 0,286) \cdot W_{\text{нач}} \text{ при } P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9 \text{ [мкм]} \\ \omega &= (0,215 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} + 0,178) \text{ при } P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9 \text{ [д. ед.]} \quad (2) \\ \lambda &= (3898,1 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} + 1350) \cdot 10^{-9} \text{ при } P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9. \end{aligned}$$

Начальная раскрытость трещин ($W_{\text{нач}}$) определяется либо по шлифам горной породы, либо при обработке данных КВД, снятой в начальный период эксплуатации.

С учетом выделенных зон изменения основных параметров естественной трещиноватости в диссертации проведено статистическое их сопоставление [6]. Статистические характеристики основных параметров естественной трещиноватости для различных зон коллекторов приведены в таблице 1.

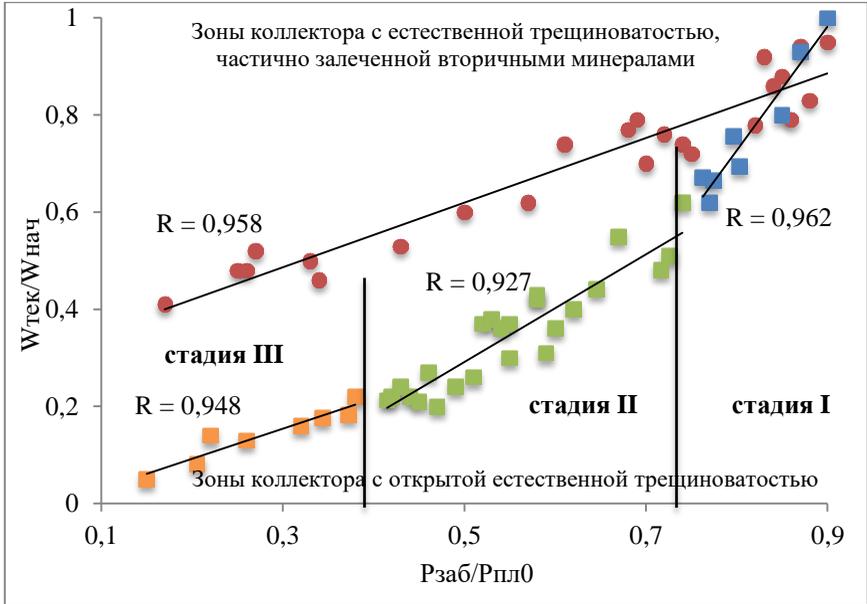
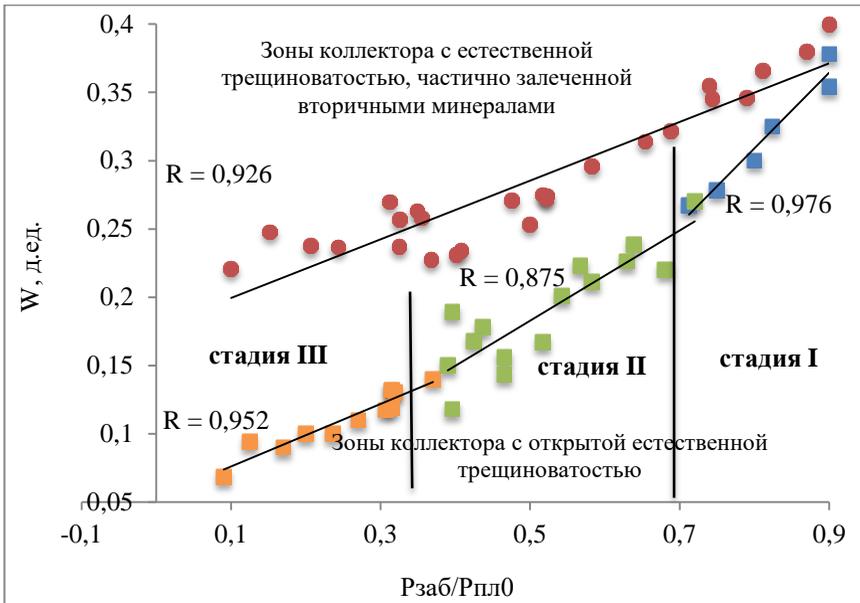
Из представленных данных видно, что существенное различие наблюдается для коллектора с частично залеченной трещиноватостью и I и II-ой стадиями изменения параметров трещиноватости для коллектора с открытой естественной трещиноватостью. Гипотезу о равенстве средних при распределении коэффициента Стьюдента (t) для зоны коллектора с

открытой естественной трещиноватостью и коллектора с трещиноватостью, залеченной вторичными минералами, можно принять лишь на уровне значимости от 0,5 до 1 % (р). При снижении забойного давления меньше величины, равной $0,4 \cdot P_{\text{пл0}}$, изменение основных параметров трещиноватости происходит с одинаковыми темпами в коллекторах с открытой и частично залеченной трещиноватостью.

Таблица 1

Статистические характеристики основных параметров трещиноватости и продуктивности добывающих скважин для литолого-фациальных зон Гагаринского и Озерного месторождений

Показатель	Среднее значение и стандартное отклонение				$\frac{t}{p}$
	Коллектор с трещ-ю., залеченной вторичными минералами	Коллектор с открытой естественной трещиноватостью			
		стадия I	стадия II	стадия III	
$\frac{W_{\text{тек}}}{W_{\text{нач}}}$	0,86±0,10	0,78±0,12			$\frac{0,51}{0,546}$
	0,69±0,20		0,35±0,15		$\frac{0,85}{0,423}$
	0,48±0,06			0,14±0,08	$\frac{3,35}{0,006}$
ω, д. ед.	0,36±0,04	0,32±0,05			$\frac{0,76}{0,497}$
	0,29±0,04		0,19±0,07		$\frac{1,55}{0,163}$
	0,25±0,03			0,11±0,02	$\frac{3,8}{0,005}$
$\lambda, *10^{-9}$	4600±400	3587±1300			$\frac{0,58}{0,531}$
	3077±700		1498±700		$\frac{1,24}{0,188}$
	2449±400			470±400	$\frac{2,68}{0,01}$
$\frac{K_{\text{прод}}}{K_{\text{прод. макс.}}}$	0,83±0,08	0,70±0,30			$\frac{0,68}{0,51}$
	0,63±0,08		0,25±0,16		$\frac{1,41}{0,177}$
	0,50±0,09			0,08±0,07	$\frac{3,68}{0,005}$

Рис. 4. Зависимость $W_{тек}/W_{нач}$ от $P_{заб}/P_{пл0}$ Рис. 5. Зависимость относительной емкости трещин от $P_{заб}/P_{пл0}$

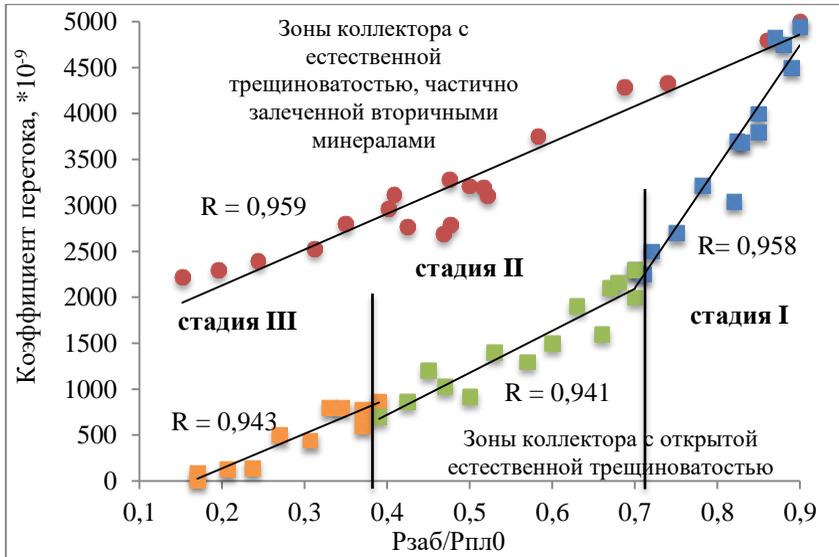


Рис. 6. Зависимость коэффициента перетока от $P_{заб}/P_{пл0}$

Установлено, что основным фактором, влияющим на продуктивность и производительность добывающих скважин, дренирующих сложностроенные карбонатные коллекторы Гагаринского и Озерного месторождений, является деформация коллекторов при снижении пластовых и забойных давлений [8 - 10]. При снижении давлений происходит смыкание естественных трещин, что приводит к уменьшению коэффициентов продуктивности скважин и даже к трансформации типа коллектора (трещинно-поровый в поровый) - в первую очередь это проявляется для зон коллектора с открытой естественной трещиноватостью. Величину забойного давления следует оптимизировать для каждой добывающей скважины исходя из анализа данных гидродинамических исследований и геологических особенностей в строении коллектора.

На рисунке 7 представлен сводный график изменения коэффициентов продуктивности при снижении забойного давления для различных типов и зон карбонатного коллектора с естественной трещиноватостью Гагаринского и Озерного месторождений, а также для терригенных коллекторов нефтяных месторождений Верхнего Прикамья.

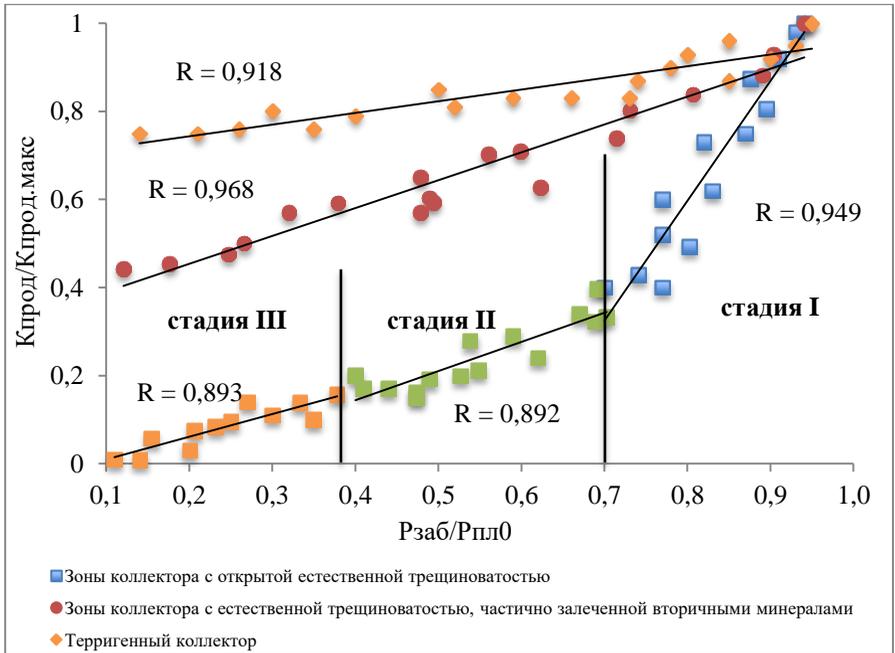


Рис. 7. Зависимость $K_{\text{прод}}/K_{\text{прод.макс}}$ от $P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}}$ для различных зон коллекторов Гагаринского и Озерного месторождений

При обработке промысловых данных получены зависимости для оценки коэффициентов продуктивности при снижении забойных давлений для зон с различным типом коллектора:

а) зоны, обладающие открытой естественной трещиноватостью:

$$K_{\text{прод}}/K_{\text{прод.макс}} = 2,721 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 1,579 \text{ при } 0,71 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9$$

$$K_{\text{прод}}/K_{\text{прод.макс}} = 0,66 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 0,12 \text{ при } 0,41 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,7 \quad (3)$$

$$K_{\text{прод}}/K_{\text{прод.макс}} = 0,516 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} - 0,042 \text{ при } 0,1 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,4$$

б) зоны, обладающие естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами:

$$K_{\text{прод}}/K_{\text{прод.макс}} = 0,633 \cdot P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} + 0,327 \text{ при } P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 0,9, \quad (4)$$

где $K_{\text{прод}}$ и $K_{\text{прод.макс}}$ - соответственно, текущее и максимальные значения коэффициента продуктивности скважин.

Установлено, что в коллекторе с естественной трещиноватостью для сохранения производительности скважин на определенном уровне необходимо поддерживать (существенно не снижать) или повышать значительно сниженные забойные давления.

Для поддержания производительности на высоком уровне необходимо для каждой конкретной скважины подбирать свое забойное давление, а для этого должны быть известны параметр интенсивности трещиноватости и показатель снижения продуктивности, которые определяются путем проведения гидродинамических исследований скважин.

Параметр интенсивности трещиноватости β , который изменяется от нескольких сотен и более в случае сильно трещиноватых коллекторов до значений, равных или несколько меньших единицы в случае поровых коллекторов:

$$\beta = \frac{K_{\text{гди}}}{K_{\text{кern}}}, \quad (5)$$

где $K_{\text{гди}}$ – проницаемость, определенная по данным гидродинамических исследований скважин (КВД); $K_{\text{кern}}$ – проницаемость матрицы, определенная по керну.

Показатель снижения продуктивности (α) добывающей скважины

$$\alpha = \frac{1}{P_{\text{заб1}} - P_{\text{заб2}}} \cdot \text{Ln} \frac{K_{\text{прод1}}}{K_{\text{прод2}}}, \quad (6)$$

где $K_{\text{прод1}}$ – коэффициент продуктивности при забойном давлении $P_{\text{заб1}}$, $K_{\text{прод2}}$ – коэффициент продуктивности при забойном давлении $P_{\text{заб2}}$.

Из рисунка 8 видно, что с уменьшением трещиноватости пласта и дальнейшей трансформацией его в поровый тип значительно снижается α . Из этого следует, что значительное снижение $P_{\text{заб}}$ в начальные периоды эксплуатации скважин, находящихся в зонах с трещинно-поровым коллектором, приводит к резкому уменьшению продуктивности скважин вследствие смыкания трещин.

При обработке промысловых данных получены зависимости для оценки показателя снижения продуктивности при изменении забойных давлений для зон с различным типом коллектора:

а) зоны, обладающие открытой естественной трещиноватостью:

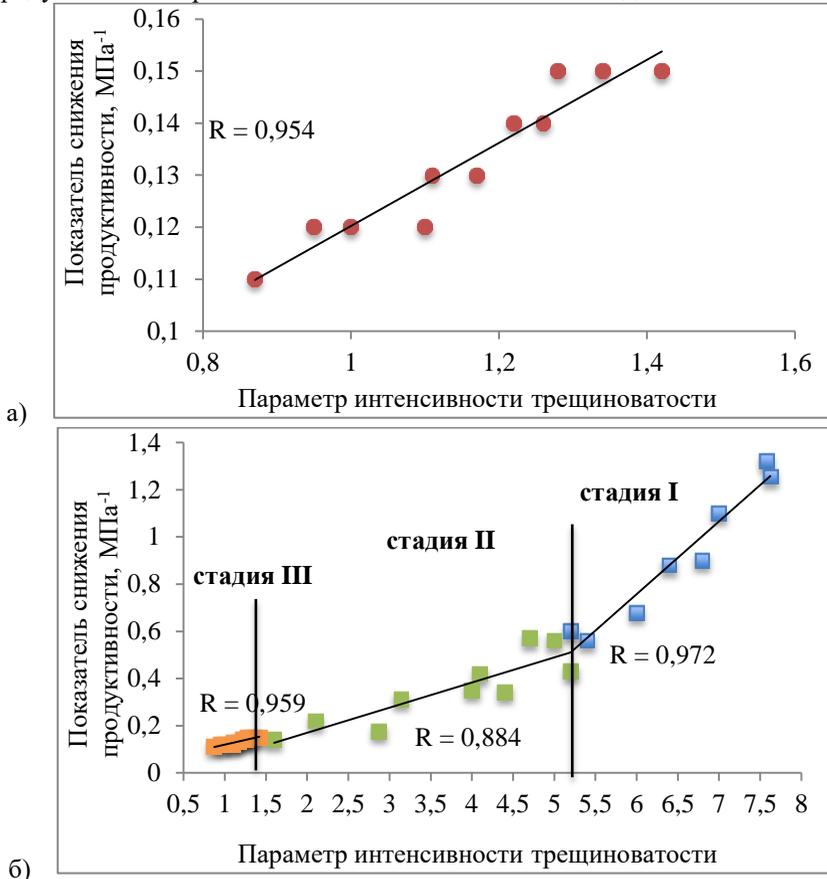
$$\begin{aligned} \alpha &= 0,308 \cdot \beta - 1,093, \text{ при } 5,1 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 8 \\ \alpha &= 0,106 \cdot \beta - 0,042 \text{ при } 1,51 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 5,0 \\ \alpha &= 0,081 \cdot \beta + 0,041 \text{ при } 0,8 \leq P_{\text{заб}}/P_{\text{пл0}} \leq 1,5 \end{aligned} \quad (7)$$

б) зоны, обладающие естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами:

$$\alpha = 0,0799 \cdot \beta + 0,04 \text{ при } \beta \leq 1,5. \quad (8)$$

Установлено, что для скважин, находящихся в зонах верхнего тылового шлейфа с коллектором, обладающим открытой естественной трещиноватостью, имеет место многократное снижение продуктивности и производительности при снижении пластовых и забойных давлений.

Скважины, расположенные в зонах биогермного ядра, нижнего тылового шлейфа и рифового склона с коллектором, обладающим естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами, характеризуются более медленным и монотонным снижением продуктивности при снижении пластового и забойного давлений.



забойных давлений. На рисунке 9 представлена динамика средней раскрытости трещин и коэффициента продуктивности при изменении забойного давления для скв.417, находящейся в зоне коллектора, обладающего открытой естественной трещиноватостью (Гагаринское месторождение).

Система эмпирических зависимостей может быть использована для вновь пробуренных добывающих скважин на Гагаринском и Озерном месторождениях, а также для скважин на вновь осваиваемых месторождениях на территории Верхнего Прикамья (им.Сухарева, Жилинское, Проворовское, Ростовицкое и др.). Высокая сходимость фактических и расчетных результатов также получена для 12 скважин Гагаринского и Озерного месторождений.

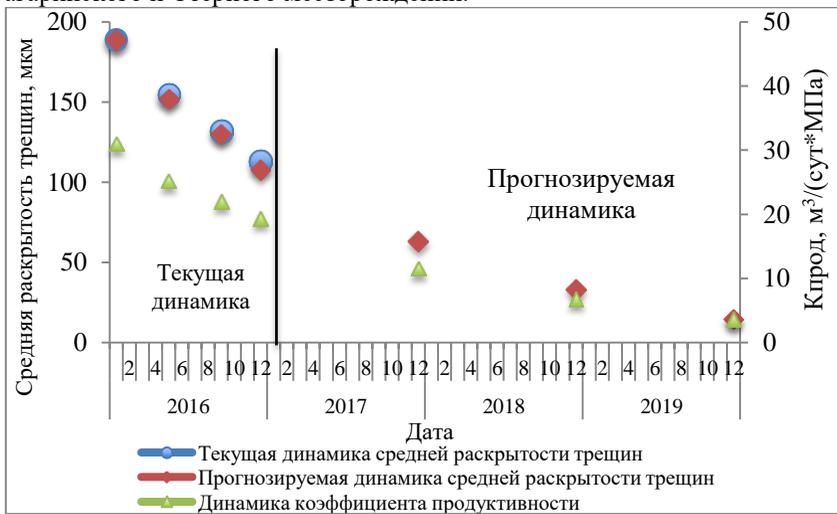


Рис. 9. Динамика раскрытости трещин и коэффициента продуктивности по скв. 417 Гагаринского месторождения

В пятой главе представлены результаты лабораторных исследований, выполненных с целью обоснования выбора эффективных кислотных композиций для обработки призабойных зон пластов в добывающих скважинах и композиции для регулирования профилей приемистости нагнетательных скважин при разработке залежей с карбонатными коллекторами.

Установленная ранее сложность структуры пустотного пространства турнейско-фаменских коллекторов Гагаринского и Озерного месторождений обуславливает необходимость учета данного фактора при планировании мероприятий по интенсификации добычи нефти. В этой

связи возникает необходимость проведения анализа и выделения условий эффективного применения кислотных составов для различных литолого-фациальных зон коллекторов. Для решения поставленной задачи проведена серия лабораторных исследований с кислотными составами Oil Flow, КСПЭО-2 и ДН-9010, в том числе с использованием современного метода изучения особенностей строения пустотного пространства – микрофокусной рентгеноскопии (томографии). Специальные сравнительные исследования указанных кислотных составов для условий турнейско-фаменских залежей нефтяных месторождений на территории Верхнего Прикамья ранее не проводились.

Исследования проводились в три этапа: на первом – лабораторные опыты в свободном объеме, на втором – фильтрационные эксперименты и на третьем – рентгенотомографические (проводились до и после прокачки кислотных составов).

На первом этапе была определена карбонатность горных пород с помощью карбонатомера КМ-04М. Результаты определения содержания кальцита, доломита и нерастворимого осадка в образцах керна турнейско-фаменских объектов Гагаринского и Озерного месторождений представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты определения карбонатности горных пород Гагаринского и Озерного месторождений

Месторождение	Количество исследований	Среднее содержание, %		
		Кальцит	Доломит	Нерастворимый осадок
Гагаринское	10	86,5	9,2	4,3
Озерное	10	10,8	77,1	12,1

С целью оценки эффективности применяемых замедлителей реакции выполнены исследования по определению скорости растворения кислотными составами кубиков мрамора (чистый кальцит CaCO_3) и карбонатной породы рассматриваемых месторождений. По результатам проведенных опытов установлено, что скорость растворения всеми составами значительно меньше, чем у чистой (без добавок) ингибированной соляной кислоты (12%), что свидетельствует о том, что используемые замедлители работают достаточно эффективно, значительно снижая скорость реакции соляной кислоты с породой.

При определении скорости реагирования кислотных составов с образцами мрамора и горной породой установлено, что для образцов керна из скважин Озерного месторождения, содержащих 77% доломита, взаимодействие с кислотой идет с замедленной скоростью.

При выполнении расчетов по дизайну кислотной обработки необходимым является знание такого параметра, как продолжительность нейтрализации кислотного состава. Время прекращения реакции между породой и кислотным составом фиксировалось визуально по выделению углекислого газа, а также регулярным измерением рН показателя с помощью прибора S46 Seven Multi. Максимальное время нейтрализации кислотных составов составило 480 мин (8 часов) для Озерного месторождения.

При исследовании на совместимость с пластовыми водами кислотных составов выявлено, что они не образуют осадков, не происходит помутнения смеси и образования хлопьев.

При исследованиях на совместимость с пластовыми нефтями Гагаринского и Озерного месторождений установлено, что кислотные составы КСПЭО-2 и Oil Flow (чистые, в присутствии железа Fe^{3+} 2000 ppm, отработанные составы в присутствии железа Fe^{3+} 2000 ppm) являются совместимыми, т.е. происходит полное расслоение фаз за 30 минут и не образуется высоковязких нефтекислотных эмульсий. Кислотный состав ДН-9010 с пластовой нефтью Гагаринского и Озерного месторождений образует высоковязкие нефтекислотные эмульсии, что является недопустимо при обработке скважин.

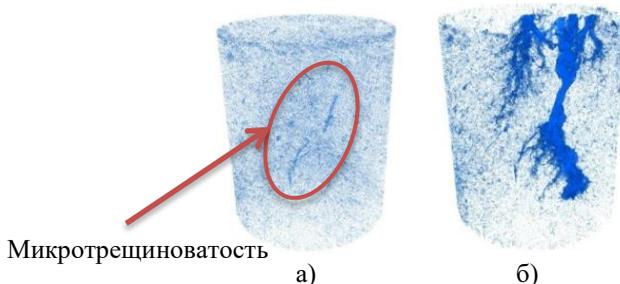
Проведены фильтрационные и томографические исследования, для которых использовались образцы керна горных пород из различных литолого-фациальных зон Гагаринского и Озерного месторождений. Фильтрационные исследования проводились на установке УИК-5ВГ, а томографические опыты - с использованием системы рентгеноскопии и компьютерной томографии ХТ Н 225.

Для проведения лабораторных экспериментов использовались образцы керна (длина - 35 мм, диаметр - 29,4 мм), кислотное воздействие осуществлялось при термобарических условиях, соответствующих пластовым для Гагаринского и Озерного месторождений.

В результате кислотного воздействия на образцы керна в них образовывался высокопроводящий канал фильтрации (рис. 10) преимущественно за счет наличия микротрещин. Наличие и направление развития трещиноватости необходимо учитывать при планировании обработок в пластах с соответствующей структурой пустотного пространства.

С учетом выполненных лабораторных исследований для турнейско-фаменских залежей нефти Гагаринского и Озерного месторождений кислотные обработки в добывающих скважинах, расположенных в зонах с залеченной естественной трещиноватостью, следует проводить с кислотными составами Oil Flow или КСПЭО-2. В зонах коллектора с

открытой в исходном состоянии трещиноватостью воздействие этими составами следует проводить после трансформации трещин при снижении пластовых и забойных давлений. Результаты воздействия кислотных составов на образцы керна представлены в таблице 3.



Микротрещиноватость

а)

б)

Рис. 10. Изображение образца керна Гагаринского месторождения: а) до кислотного воздействия, б) после кислотного воздействия

Таблица 3

Результаты проведения фильтрационных исследований

Количество опытов	Пористость, % (диапазон - среднее значение)	Кн1, мД (диапазон - среднее значение)	Кратность изменения коэффициента проницаемости (диапазон - среднее значение)
23	$\frac{6,5 - 21,89}{12,75}$	$\frac{0,31 - 134,7}{66,3}$	$\frac{2,4 - 56160,2}{3732,9}$

Кн1 – проницаемость образца по нефти до моделирования кислотной обработки

Проведение кислотных обработок увеличивает производительность скважин, при этом снижение фильтрационных сопротивлений в призабойных зонах происходит, в основном, по направлениям наиболее раскрытых (в исходном состоянии коллектора) сообщающихся трещин. Это создает условия для увеличения объема поступающей по системе трещин воды от нагнетательных к добывающим скважинам. Поэтому возникает необходимость регулирования объемов закачиваемой в нагнетательные скважины воды и добываемой из скважин нефти и жидкости путем проведения специальных мероприятий с применением эффективных композиций. Одна из таких композиций разработана в ходе выполнения настоящей диссертационной работы.

Разработанная композиция представляет собой осадко- и гелеобразующий лигносульфонатно-нефтяной состав, характеризующийся селективным действием по отношению к карбонатным породам,

обеспечивая существенно более высокую степень кольматации для пород повышенной проницаемости.

При лабораторных исследованиях на установке УИПК с использованием карбонатных образцов ядра разработанный состав показал высокие значения коэффициента снижения проницаемости - до 95-99%.

Разработанную композицию рекомендуется использовать в карбонатных коллекторах, обладающих естественной трещиноватостью и зонами с повышенной проницаемостью. На состав для кольматации высокопроницаемых каналов и промытых зон получен патент № 2560047 «Состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин», дата регистрации 20.07.2015 г.

Основные результаты исследований

1. Установлено, что в продуктивных карбонатных турнейско-фаменских отложениях Гагаринского и Озерного нефтяных месторождений развиты трещинно-поровые коллекторы различных типов: трещинно-поровый, обладающий открытой естественной трещиноватостью и трещинно-поровый, обладающий естественной трещиноватостью, частично залеченной вторичными минералами.

2. Построены схемы, отражающие зоны развития естественной трещиноватости и наличие гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами в этих зонах.

3. Наличие естественной трещиноватости для карбонатных коллекторов турнейско-фаменских объектов Гагаринского и Озерного месторождений оказывает существенное влияние на продуктивность и производительность скважин.

4. Установлены эмпирические зависимости для оперативной оценки и прогнозирования параметров естественной трещиноватости и коэффициентов продуктивности добывающих скважин при изменении пластовых и забойных давлений для различных литолого-фациальных зон Гагаринского и Озерного месторождений.

5. Обоснован выбор кислотных составов для увеличения продуктивности добывающих скважин и разработана композиция для выравнивания профилей приемистости в нагнетательных скважинах турнейско-фаменских залежей Гагаринского и Озерного месторождений.

Список работ, опубликованных по теме диссертации в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки России

1. Мартюшев Д. А. Оценка петрофизических и фильтрационно-емкостных характеристик карбонатных коллекторов Верхнего Прикамья на полноразмерных образцах ядра // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. – № 8. – С. 42-44

2. Мартюшев Д. А., Мордвинов В. А. Особенности разработки сложнопостроенной залежи нефти в условиях трещиновато-порового коллектора // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 3. – С. 22-24.

3. Черепанов С. С., Мартюшев Д. А., Пономарева И. Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62-65.

4. Мартюшев Д. А., Пономарева И. Н. Исследование особенностей выработки запасов в трещинно-поровых коллекторах с привлечением данных гидродинамических исследований скважин (на примере фаменской залежи Озерного месторождения) // Инженер-нефтяник. – 2016. – № 2. – С. 48-52.

5. Мартюшев Д. А., Илюшин П. Ю. Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими скважинами на турне-фаменской залежи Озерного месторождения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2016. – № 18. – С. 33-41.

6. Мартюшев Д. А. Оценка трещиноватости карбонатных коллекторов вероятно-статистическими методами // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 4. – С. 51-53.

7. Мартюшев Д. А., Вяткин К. А. Определение параметров естественных трещин карбонатного коллектора методом трассирующих индикаторов // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 7. – С. 86-88.

8. Мордвинов В. А., Мартюшев Д. А., Ладейщикова Т. С., Горланов Н. П. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин Озерного месторождения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 32-38.

9. Мартюшев Д. А., Мордвинов В. А. Изменение дебита скважин нефтегазоконденсатного месторождения при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 16. – С. 67-69.

10. Мордвинов В. А., Мартюшев Д. А., Пузиков В. И. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 120-122.

Патенты:

1. Антонов Ю. Ф., Мордвинов В. А., Мартюшев Д. А. Состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин. Патент на изобретение № 2560047, 2015 // М., РОСПАТЕНТ.